

BUNDESREPUBLIK DEUTSCHLAND

P12
#7- 5/24/02

REC'D 11 SEP 2000	
WIPO	PCT

**PRIORITY
DOCUMENT**
SUBMITTED OR TRANSMITTED IN
COMPLIANCE WITH RULE 17.1(a) OR (b)

DE 00/02000
EW

**Prioritätsbescheinigung über die Einreichung
einer Patentanmeldung**

Aktenzeichen: 199 33 717.9

Anmeldetag: 19. Juli 1999

Anmelder/Inhaber: Dr. Henning T r a p p e, Isernhagen/DE

Bezeichnung: Verfahren zur seismischen Datenverarbeitung

IPC: G 01 V 1/30

Die angehefteten Stücke sind eine richtige und genaue Wiedergabe der ursprünglichen Unterlagen dieser Patentanmeldung.

München, den 24. Juli 2000
Deutsches Patent- und Markenamt
Der Präsident
Im Auftrag

Hiebinger



4
19 07 88

ZUSAMMENFASSUNG

Verfahren zur seismischen Datenverarbeitung

5

Die Erfindung betrifft ein Verfahren zur Bearbeitung
eines seismischen 3-D Meßdatensatzes bestehend aus
einer Vielzahl von seismischen Spuren, die jeweils eine
Reihe von mit Amplitudenwerten belegten Datenpunkten
aufweisen. Durch Auswählen eines Referenzausschnittes
an einer vorbestimmten Lokation und Tiefe, der
benachbarte Spurabschnitte mehrerer seismischer Spuren
umfaßt; Bestimmen der Ähnlichkeit zwischen dem ausge-
wählten Referenzausschnitt und lokalen Ausschnitten
seismischer Daten aus dem Meßdatensatz und Erzeugen
eines dem Meßdatensatz entsprechenden Datenvolumens mit
den ermittelten, jedem Datenpunkt zugeordneten
Ähnlichkeitswerten als Attribut wird bei der
Verarbeitung eine Klassifizierung des Untergrundbildes
durch einen absoluten Vergleich der Meßdaten mit einem
Referenzmusterabschnitt als Interpretationsinstrument
ermöglicht.

10

15

20

19.07.99⁵

B E S C H R E I B U N G

Verfahren zur seismischen Datenverarbeitung

5

Die Erfindung betrifft ein Verfahren zur Bearbeitung eines seismischen 3-D Meßdatensatzes bestehend aus einer Vielzahl von seismischen Spuren, die jeweils eine Reihe von mit Amplitudenwerten belegten Datenpunkten aufweisen.

10

15

Seismische Erkundungsverfahren werden weltweit genutzt, um neben Informationen aus abgeteuften Bohrungen zusätzliche Erkenntnisse über Verbreitung von geologischen Strukturen im Untergrund zu erhalten. Oftmals kann aufgrund von Informationen aus seismischen Daten auf weitere kostenintensive Erkundungsbohrungen verzichtet oder ihre Zahl auf ein Minimum eingeschränkt werden.

20

25

Bei der seismischen Erkundung des Untergrundes werden Sensoren (Geophone/Hydrophone) benutzt, die hintereinander aufgereiht (2D-Seismik) Schallwellen empfangen. Diese Wellen werden von einer seismischen Quelle, beispielsweise Sprengladung, Vibrationsanregung oder Luftpulsern (airguns), angeregt und von den Erdschichten z. T. an die Oberfläche zurückreflektiert.

30

Dort werden sie von den Sensoren registriert und in Form einer Zeitreihe aufgezeichnet. Diese Zeitreihe stellt die ankommende seismische Energie in Form von Amplitudenschwankungen dar. Sie wird digital gespeichert und besteht aus gleichmäßig angeordneten Datenpunkten (Samples), die durch die Zeit und den zugehörigen Amplitudenwert gekennzeichnet sind. Eine

solche Zeitreihe wird auch als seismische Spur bezeichnet. Die Meßreihe wandert über das zu untersuchende Gebiet, so daß mit dieser Anordnung ein 2D seismisches Profil aufgenommen wird.

5

Die nachfolgende Weiterverarbeitung (Processing) hat eine Rauschunterdrückung z. B. durch Stapeln oder Filtern zum Ziel. Resultierende Ergebnisse sind Vertikalprofile, in denen Amplituden und Laufzeiten sowie aus Amplituden abgeleitete Attribute dargestellt sind, die als Grundlage für die weitere geologische Auswertung dienen. Die geologischen Schichten lassen sich auf einem Profil durch die laterale Amplitudenaneinanderreihung verfolgen.

15

Werden die Daten nicht nur entlang einer Linie sondern in einem flächenmäßigen Raster aufgenommen, ergibt sich ein dreidimensionales Datenvolumen. Im Fall des 3D-Volumens wird einem beliebigen Punkt im Untergrund, beschrieben z. B. durch kartesische Koordinaten, ein Amplitudenwert zugeordnet. Die vertikale Richtung wird in Zeit (Schalllaufzeit) gemessen.

20

Bei der weiteren Datenverarbeitung werden die Meßdaten korrigiert, gefiltert und ggf. konvertiert. Das Ergebnis ist ein seismisches Volumen in Form eines 3D-Datensatzes, der in einem seismischen Abbild physikalische Eigenschaften des untersuchten Untergrundes darstellt.

30

Aus diesem Datensatz können beliebige Schnitte, wie z. B. vertikale Profile und horizontale Karten aus verschiedenen Teufen extrahiert werden, die im weiteren Verlauf von Geophysikern und Geologen interpretiert

werden. Da diese Interpretation der gewonnenen seismischen Abbilder im wesentlichen eine optische Korrelation umfaßt, sind Versuche unternommen worden, diese von einem oder mehreren Interpreten abhängige, subjektive Auswertung zu automatisieren.

10 Aus der WO 96/18915 ist ein Verfahren zur seismischen Datenverarbeitung bekannt, bei dem ein seismisches 3D-Volumen in eine Vielzahl von vertikal übereinanderstehenden und beabstandeten horizontalen Scheiben aufgeteilt wird, wobei wenigstens eine Scheibe in eine Vielzahl von Zellen geteilt wird. Dabei weist jede Zelle wenigstens 3 Spurabschnitte auf, wobei der erste und zweite Spurabschnitt in eine Vertikalebene in
15 Profilrichtung (inline) und der dritte Spurabschnitt mit dem ersten Spurabschnitt in einer Vertikalebene im wesentlichen senkrecht zur Profilrichtung (crossline) angeordnet sind. Dann wird eine Kreuzkorrelation zwischen jeweils zwei Spurabschnitten in den beiden
20 Vertikalebenen durchgeführt, die von der Schichtneigung abhängige inline- und crossline-Werte ergeben. Die Kombination dieser Werte in einer Zelle ergibt einen Kohärenzwert für die Zelle, der einem Datenpunkt der Zelle zugeordnet wird. Das Endergebnis ist wiederum ein
25 3D-Datenvolumen, aus dem beliebige Schnitte extrahiert und dargestellt werden können.

30 Aus der EP 0 832 442 A1 ist ein Verfahren und eine Vorrichtung zur seismischen Datenverarbeitung mittels Kohärenzcharakteristik bekannt, bei dem in zur o.g. Druckschrift ähnlichen Weise ein seismisches Volumen in horizontale Scheiben und diese wiederum in Zellen unterteilt werden. Diese Zellen sind im einfachsten Fall würfelförmig. Aus dem in einer Zelle befindlichen

19.07.99

wenigstens zwei Spurabschnitten wird eine Korrelationsmatrix als Summe der Differenzen jeweils des inneren und des äußeren Produkts der Wertetupel aus den Spurabschnitten gebildet. Als Maß für die Kohärenz wird dann der Quotient aus dem größten Eigenwert der Matrix und der Summe aller Eigenwerte berechnet. Als Ergebnis entsteht wiederum ein 3D-Volumen bestehend aus Kohärenzwerten.

Desweiteren betrifft die EP 0 796 442 A1 ein Verfahren und eine Anlage zur seismischen Datenverarbeitung, bei dem ein Kohärenzverfahren, basierend auf einer Semblanceanalyse, durchgeführt wird. Ähnlich zu den beiden vorgenannten Verfahren wird ein seismisches Datenvolumen in wenigstens eine horizontale Zeitscheibe und diese in eine Vielzahl von dreidimensionalen Analysezellen eingeteilt, wobei jede Zelle zwei vorbestimmte, zueinander senkrechte Lateralrichtungen und wenigstens fünf nebeneinander angeordnete seismische Spurabschnitte darin aufweist. In der jeweiligen Zelle wird dem entsprechenden Datenpunkt ein Semblancewert der in der Zelle befindlichen Spurabschnitte zugeordnet. Die Semblance ist hierbei ein bekanntes Maß für die Übereinstimmung seismischer Spurabschnitte. Dabei wird durch ein Absuchen verschiedener Schichtneigungen und Richtungen das Einfallen und die Einfallrichtung des analysierten

Reflektors durch die beste Kohärenz ermittelt. Neben dem Semblancewert werden dann für jede Zelle auch die berechneten Neigungsdaten angezeigt.

Ferner ist von C. Hellmich, H. Trappe und J. Fertig mit dem Titel "Bildverarbeitung seismischer Attribute und Geostatistik im Oberkarbon" eine Bildbearbeitungs-

4
19.07.99

methode bekannt, die eine quantitative Charakterisierung seismischer Darstellungen ermöglicht und somit weitere Interpretationen der Lithologie zuläßt. Dabei werden unterschiedliche Bildverarbeitungsfilter auf Amplitudenkarten angewandt und die Schwankungen bzw. die Kontinuität der Amplitudenwerte der näheren Umgebung quantifiziert. Diese Filter stellen 2D-Mehrspurfilter dar, mit denen die lokale Umgebung um einen Datenpunkt herum ausgewertet wird. Verwendete Operatoren hierfür sind u.a. Entropie und Dispersion. Mit allen Attributen können Karten zur Interpretation erzeugt werden. Dabei sind die Größen "Entropie" oder "Dispersion" Maßzahlen, die Schwankungen bzw. Kontinuitäten der Amplitude in der lokalen Umgebung quantifizieren.

Dabei ist hervorzuheben, daß in den vorgenannten Verfahren nur relative Vergleiche in der lokalen Umgebung eines Datenpunktes betrachtet werden. Somit fallen beispielsweise lateral kontinuierlich und sich langsam ändernde Umgebungsbedingungen bei den vorgenannten Auswerteverfahren nicht auf. Auch in der Ausführung gemäß Anspruch 19 der WO 96/18915 wird zunächst nur eine relative, d. h. auf die einzelne Zelle bezogene Ähnlichkeit bestimmt. Die so berechneten Ähnlichkeitswerte werden mit ebenso berechneten ~~Ähnlichkeitswerten von einem Volumen mit bekannter Kohlenwasserstofflagerstätte~~ verglichen und die Bohrlokation in dem neu untersuchten Volumen aus dem Vergleich der Kohärenzwerte mit den Kohärenzwerten des Volumens der bekannten Kohlenwasserstofflagerstätte bestimmt. Gleichwohl gehen auch hier in den Vergleich nur relativ in einer lokalen Umgebung (Zelle) ermittelte Kohärenzwerte ein.

Aufgabe der Erfindung ist es daher, ein Verfahren zur seismischen Datenverarbeitung anzugeben, bei dem eine Klassifizierung der Daten über ein gesamtes
5 Meßdatenvolumen nach absoluten Kriterien erfolgt.

Gelöst wird diese Aufgabe mit einem Verfahren gemäß Patentanspruch 1.

10 Sind die geologischen Verhältnisse des zu untersuchenden Untergrundes an einer Lokation innerhalb des vom seismischen Datenvolumen überdeckten Gebietes bekannt, beispielsweise aus Bohrlochinformationen, wird die Ähnlichkeit der seismischen Signale im gesamten
15 Meßdatenvolumen mit dem Signal an dieser Lokation von bekannter Geologie bestimmt. Dabei wird angenommen, daß ähnliche geologische Verhältnisse ein ähnliches seismisches Signal hervorrufen, um so über die Ähnlichkeitsbestimmung die an der Bohrlokation
20 bekannten geologischen Verhältnisse auf andere Bereiche übertragen bzw. dort wiederfinden zu können.

Erfindungswesentlich ist dabei der Vergleich des jeweilig betrachteten lokalen Ausschnittes mit einem vorbestimmten Referenzausschnitt, der ebenfalls aus benachbarten Spurabschnitten mehrerer seismischer
25 Spuren besteht. Damit wird zu einem Referenzmuster, daß
neben der zeitlichen Ausdehnung entlang einer seismischen Spur (Zeitreihe) auch eine laterale
30 Ausdehnung aufweist, ein absoluter Bezug hergestellt.

Somit kann die Berücksichtigung auch lateraler Veränderungen bei dem Mustervergleich bezogen auf das Referenzmuster Wahrscheinlichkeitsaussagen für

19.07.99

geologische Gegebenheiten in lateraler Richtung liefern. Somit lassen sich sowohl lateral kleinräumige Änderungen und aufgrund des absoluten Vergleichs bezogen auf ein Referenzmuster auch Änderungen über weite Entfernungen mit hoher Wahrscheinlichkeit erkennen. Weiter ist es aber auch möglich, lateral sich langsam verändernde Strukturen aufgrund des absoluten Vergleichs mit dem Referenzmuster durch abnehmende oder wieder zunehmende Ähnlichkeit nachzuweisen.

Damit hat die Auswahl eines volumenförmigen Ausschnittes den Vorteil, daß neben der vertikalen Verteilung der Amplitudeninformation als kennzeichnende Größe auch die laterale Änderung des seismischen Signals zur Charakterisierung des Untergrundes berücksichtigt wird. Es ist wissenschaftlich dargelegt, daß aufgrund der Kenntnisse der lateralen Änderung der Geologie Aussagen bezüglich der Mächtigkeit von Sandkörpern bzw. des sedimentologischen Umfeldes gemacht werden können. Motiviert durch diese Beobachtungen wird für das gesamte Datenvolumen die Ähnlichkeit der lokalen seismischen Daten mit der globalen Referenz bestimmt. Ein Maß für diese Ähnlichkeit ist z. B. die Dispersion von Referenzdaten und lokalen Daten, aber auch eine mittelwertoptimierte Semblancefunktion auf den kombinierten Referenzdaten und den lokalen Daten kommt zum Einsatz.

Insgesamt ist somit eine Klassifizierung der Datenpunkte des seismischen Volumens nach absoluten Kriterien gegeben.

Wenn die Größe des Referenzausschnittes und der lokalen Ausschnitte je Dimensionsrichtung 3 bis 7 Datenpunkte

umfaßt, ist einerseits eine für die Datenauswertung ausreichende Anzahl von Datenpunkten gegeben und andererseits können auch kleinräumige Strukturen im Signalbild mit der Analyse erkannt werden. So haben
5 beispielsweise kohlenwasserstoffführende Schichten häufig eine vertikale Mächtigkeit im seismischen Signal, die deutlich unter 10 Sample liegt. Wichtig dabei ist, daß auch eine ausreichende Anzahl benachbarter Spuren in den jeweilig betrachteten
10 Ausschnitten umfaßt sind, um die laterale Charakteristik des Umfeldes im Vergleich mit zu berücksichtigen. Um hier ebenfalls lateral kleinräumige Veränderungen erfassen zu können, sollten auch in jeder Lateralrichtung höchstens 10 Datenpunkte umfaßt werden.

15 Der Referenzmusterschnitt und die lokalen Ausschnitte sind bei einem bevorzugt zu verwendenden 3-D Meßdatensatz im einfachsten Fall quaderförmige Ausschnitte der seismischen Daten an der jeweiligen
20 Lokation und Teufe. Gleichwohl sind weitere volumenförmige Ausschnittsformen für 3-D Daten denkbar.

Wenn die lokalen Ausschnitte und/oder der Referenzausschnitt entsprechend einer jeweils lokalen Vorzugsneigung und -neigungsrichtung verformt werden,
25 sind die zur Analyse verwendeten Ausschnitte besser den jeweiligen geologischen Verhältnissen angepaßt.

30 Die lokalen Vorzugsrichtungen werden beispielsweise dadurch ermittelt, daß vor dem Bestimmen der Ähnlichkeit zwischen Referenzausschnitt und lokalen Ausschnitten durch iteratives Bestimmen der Ähnlichkeit nach Neigung und Neigungsrichtung gegeneinander versetzter benachbarter Spurabschnitte für den

13
19.07.99

Referenzausschnitt und jeweils für den lokalen
Ausschnitt diejenige Neigung und Neigungsrichtung
gesucht wird, die die größte Ähnlichkeit der
Spurabschnitte des Referenzausschnittes und jeweils des
5 lokalen Ausschnittes ergibt.

Alternativ kann die Neigung und Neigungsrichtung auch
dadurch bestimmt werden, daß bei der Auswahl des
Referenzausschnittes dort nach der Neigung und
10 Neigungsrichtung mit der größten Ähnlichkeit der zum
Referenzausschnitt gehörenden Spurabschnitte gesucht
wird, wobei dann beim Bestimmen der Ähnlichkeit
zwischen Referenzausschnitt und lokalen Ausschnitten
jeweils diejenige relative Neigung zwischen
15 Referenzausschnitt und lokalen Ausschnitt ermittelt
wird, die der größten Ähnlichkeit zwischen beiden
Ausschnitten entspricht.

Bei beiden alternativen Verfahren wird als Ergebnis
20 neben dem Datenvolumen mit den gefundenen
Ähnlichkeitswerten zusätzlich ein Datenvolumen mit den
ermittelten Neigungswerten und ein weiteres
Datenvolumen mit den ermittelten
Neigungsrichtungswerten gebildet.

Bevorzugt wird der Referenzausschnitt an einer Bohrung
mit gesicherten lithologischen Informationen
ausgewählt, so daß die durch die Bohrung gesicherten
geologischen Verhältnisse auf entsprechende Bereiche
30 des untersuchten Datenvolumens mit großer Ähnlichkeit
übertragbar sind.

Ein Referenzausschnitt kann synthetisch durch Abfalten
einer vorgewählten akustischen Impedanz, z. B. aus dem

14
19.07.99

betreffenden Bohrlochlog, mit einem repräsentativen Wavelet gebildet werden, falls die seismische Datenqualität an der Bohrung, z. B. aufgrund von Störungsnahe, in der Qualität beeinträchtigt ist. Durch die Erstellung eines detaillierten Modells, z. B. mittels geostatistischer Methoden, kann ein beliebig kompliziertes Referenzmuster gebildet werden. Seismische Modellierungstechniken, wie z. B. seismisches Ray Tracing, können hieraus ein seismisches Referenzmuster erstellen. Das eröffnet die Möglichkeit spezielle Situationen zu suchen, z. B. Auskeilen von Schichten oder Störungszonen, die zur Erschließung von Lagerstätten von Bedeutung sein können. Die Erstellung eines Referenzmusterkataloges für 3-D-Strukturen ist damit möglich. Dieser Katalog kann zur Zuordnung von lokalen seismischen Signalcharakteren zu geologischen Kenngrößen, wie petrologischen Eigenschaften, Ablagerungsbedingungen, tektonischen Merkmalen etc. genutzt werden. Diese Zuordnung kann für jeden Punkt im gesamten Datennetz durchgeführt werden. Die Untersuchung erlaubt darüber hinaus die Optimierung der verwendeten Daten.

Dadurch, daß die Datenpunkte entsprechend der ermittelten Ähnlichkeitswerte klassifiziert werden, kann eine automatische Zuordnung bestimmter Untergrundbereiche des untersuchten Meßdatensatzes zu einer bestimmten geologischen Struktur erreicht werden.

Dadurch, daß mehrere Referenzausschnitte, beispielsweise Bohrlokationen, mit den lokalen Ausschnitten verglichen werden und somit mehrere Ähnlichkeitswerte zu jedem Datenpunkt berechnet werden, kann die Aussagekraft über die geologischen

15
19.07.99

Verhältnisse im untersuchten Meßdatensatz erhöht werden. Mit einer entsprechenden Klassifizierung können einander ähnliche Strukturen lateral bestimmten in Bohrungen aufgeschlossenen geologischen Verhältnissen zugeordnet werden.

5

Das oben beschriebene Verfahren der Referenzmuster ist ebenfalls anzuwenden, wenn anstelle des seismischen Datensatzes ein akustisches Volumen, erstellt z. B. durch einen seismischen Inversionsprozeß, verwendet wird.

10

Nachfolgend wird die Erfindung beispielhaft unter Bezugnahme auf die beiliegenden Figuren beschrieben.

15

Darin zeigt:

Fig. 1 schematisch ein 3-D Datenvolumen mit einem lokalen Ausschnitt,

20

Fig. 2 schematisch ein 3-D Datenvolumen mit einem geneigten lokalen Datenausschnitt,

Fig. 3 einen Horizontalschnitt entlang einer Schichtgrenze aus erfindungsgemäß verarbeiteten seismischen Daten und

25

Fig. 4 einen Horizontalschnitt entlang einer weiteren Schichtgrenze zu den Daten gemäß Fig. 3.

30

Fig. 1 zeigt schematisch ein 3-D Datenvolumen 1, das eine Vielzahl von nicht explizit dargestellten seismischen Spuren umfaßt. In dem Datenvolumen 1 ist ein quaderförmiger Ausschnitt 2 dargestellt, an dem exemplarisch drei Zeitreihen in Form seismischer Spurabschnitte 21, 22, 23 angeordnet sind. Bevorzugt weist der lokale Datenausschnitt 2 drei bis sieben

benachbarte seismische Spuren je Lateralrichtung auf, beispielsweise 5 x 5 Spuren mit einer zeitlichen Länge von ebenfalls 5 Datenpunkten (Sample), was bei einer Samplingrate von 4 msek. also einer Zeitscheibe von 20 msek. entspricht.

In Fig. 2 ist in zur Fig. 1 übereinstimmenden schematischen Darstellung in dem 3-D Datenvolumen 1 ein "verformter" Datenausschnitt 2', ebenfalls exemplarisch mit drei Zeitreihen in Form seismischer Spurabschnitte 21, 22, 23 belegt, dargestellt. Dabei spiegelt die Verformung des lokalen Datenausschnittes 2' die an diesem Lokation- und Teufenbereich ermittelte Vorzugsneigung 31 und -richtung 32 wieder. Entsprechend der Vorzugsneigung 31 und -richtung 32 ist der in Fig. 1 dargestellte Datenausschnitt parallelepipedförmig ausgebildet.

In Fig. 3 ist das Ergebnis einer erfindungsgemäßen Referenzanalyse für einen geologischen Horizont mit konstanter Lithologie dargestellt. Hierfür wird eine Scheibe entlang dieser Schichtgrenze aus dem 3-D Datensatz herausgeschnitten. Ausgehend von der Bohrung a mit gesicherter lithologischer Information wurde ein würfelförmiges Referenzmuster mit 3 x 3 x 3 Datenpunkte (Sample) analog zum in Fig. 1 dargestellten Ausschnitt gewählt.

Dann wurde im vertikalen Umfeld des zu untersuchenden Horizontes die Ähnlichkeit von lokalen Datenausschnitten zu diesem Referenzmusterschnitt errechnet. Dabei werden die errechneten Ähnlichkeitswerte als Attribut dem jeweiligen Mittelpunkt des gerade betrachteten lokalen

Datenausschnittes zugeordnet und jeder interessierende lokale Datenpunkt, nötigenfalls über den gesamten 3-D-Datensatz, berücksichtigt.

Die Karte zeigt weitestgehende Übereinstimmung, gekennzeichnet durch die sehr hohen Ähnlichkeitswerte nahe 1. Entsprechend der rechts in Fig. 3 dargestellten Graustufenskalierung können die ermittelten Ähnlichkeitswerte zugeordnet werden. In diesem Beispiel konnte eine Überprüfung anhand einer Referenzbohrung b durchgeführt werden, die die gleichen lithologischen Merkmale des Horizontes, nämlich einen Anhydrid, nachgewiesen hat. Eine Ausnahme bildet der nördliche, im oberen linken Quartal der Karte dargestellte Teil des Untersuchungsgebietes, bei dem sich die Einflüsse eines im Hangenden befindlichen Salzstockes, der die seismische Datenqualität negativ beeinflusst hat, widerspiegelt. Neben diesem gestörten Bereich sind weiter linienförmige Störungszonen erkennbar.

Demgegenüber zeigt Fig. 4 für das gleiche Untersuchungsgebiet eine unruhigere Lithologie. Die hier ausgewählte Schichtgrenze ist einem für Kohlenwasserstoffe in Frage kommenden Sandsteinspeicherhorizont zuzuordnen. Ausgehend von einem aus Bohrung a abgeleiteten Referenzmusterschnitt wurden Ähnlichkeitsmerkmale berechnet, wobei die Ähnlichkeitswerte entsprechend rechts dargestellter Graustufenskala betragsmäßig deutlich geringer als in Fig. 3 sind. Während im Umfeld der Bohrung a, wie zu erwarten, hohe Ähnlichkeitswerte angetroffen werden, treten Unterschiede zum östlichen, auf der Karte rechts dargestellten Teil des Untersuchungsgebietes auf. Die Bohrung b hat in diesem

18
19.07.99

Bereich geringerer Ähnlichkeit einen dichten Sandstein angetroffen, der als Speicherhorizont ungeeignet ist. Zu bemerken ist, daß einige der in Fig. 3 erkennbaren Störungszonen auch im Bereich dieser Schichtgrenze in Fig. 4 erkennbar sind.

5

19.07.99

15

Bezugszeichenliste

- 1 3-D Meßdatensatz
 - 2 lokaler Datenausschnitt
 - 2' lokaler Datenausschnitt für geneigte Lithologie
 - 5
 - 21 seismischer Spurabschnitt
 - 22 seismischer Spurabschnitt
 - 23 seismischer Spurabschnitt
 - 31 Vorzugsneigung
 - 32 Vorzugsneigungsrichtung
 - a Bohrung
 - b Bohrung
 - 15
 - S Graustufenskala
-

P A T E N T A N S P R Ü C H E

1. Verfahren zur Bearbeitung eines seismischen 3-D
5 Meßdatensatzes bestehend aus einer Vielzahl von
Spuren, die jeweils aus einer Reihe von mit
Amplitudenwerten bzw. mit akustischen Impedanzen
belegten Datenpunkten bestehen, gekennzeichnet
durch die Schritte:

- Auswählen eines Referenzausschnittes an einer
vorbestimmten Lokation und Tiefe, der
benachbarte Spurabschnitte mehrerer seismischer
Spuren umfaßt;
- Bestimmen der Ähnlichkeit zwischen dem ausge-
wählten Referenzausschnitt und lokalen
Ausschnitten seismischer Daten aus dem Meßdaten-
satz;
- Erzeugen eines dem Meßdatensatz entsprechenden
Datenvolumens, mit den ermittelten, jedem
Datenpunkt zugeordneten Ähnlichkeitswerten als
Attribut.

2. Verfahren nach Anspruch 1, dadurch gekennzeichnet,
daß die Größe des Referenzausschnittes und der
lokalen Ausschnitte je Dimensionsrichtung 3 bis 7
Datenpunkte umfaßt.

3. Verfahren nach Anspruch 1 oder 2, dadurch gekenn-
zeichnet, daß die lokalen Ausschnitte und/oder der
Referenzausschnitt entsprechend einer jeweils
lokalen Vorzugsneigung und -neigungsrichtung

verformt werden.

4. Verfahren nach Anspruch 3, dadurch gekennzeichnet,
daß vor dem Bestimmen der Ähnlichkeit zwischen
Referenzausschnitt und lokalen Ausschnitten durch
iteratives Bestimmen der Ähnlichkeit nach Neigung
und Neigungsrichtung gegeneinander versetzter
benachbarter Spurabschnitte für den
Referenzausschnitt und jeweils für den lokalen
Ausschnitt diejenige Neigung und Neigungsrichtung
gesucht wird, die die größte Ähnlichkeit der
Spurabschnitte des Referenzausschnittes und jeweils
des lokalen Ausschnittes ergibt.

5. Verfahren nach Anspruch 3, dadurch gekennzeichnet,
daß bei der Auswahl des Referenzausschnittes dort
nach der Neigung und Neigungsrichtung mit der
größten Ähnlichkeit der zum Referenzausschnitt
gehörenden Spurabschnitte gesucht wird, wobei dann
beim Bestimmen der Ähnlichkeit zwischen
Referenzausschnitt und lokalen Ausschnitten jeweils
diejenige relative Neigung zwischen
Referenzausschnitt und lokalen Ausschnitt ermittelt
wird, die der größten Ähnlichkeit entspricht.

6. Verfahren nach Anspruch 3, 4 oder 5, dadurch ge-
zeichnet, daß zusätzlich zum Datenvolumen mit den
~~Ähnlichkeitswerten ein Datenvolumen mit den ermit-~~
telten Neigungswerten und ein weiteres Datenvolumen
mit den ermittelten Neigungsrichtungswerten
gebildet werden.

7. Verfahren nach einem der vorangehenden Ansprüche,
dadurch gekennzeichnet, daß der Referenzausschnitt

an einer Bohrung mit gesicherten lithologischen Informationen ausgewählt wird.

- 5 8. Verfahren nach Anspruch 7, dadurch gekennzeichnet, daß der Referenzausschnitt synthetisch durch Abfalten einer vorgewählten 3-dimensionalen akustischen Impedanzverteilung aus dem betreffenden Bohrlochlog mit einem repräsentativen Wavelet erzeugt wird.
 - 10 9. Verfahren nach Anspruch 7, dadurch gekennzeichnet, daß der Referenzausschnitt synthetisch mit Hilfe von seismischen 3-D Modellierungstechniken aus einem petrologischen Modell gebildet wird.
 - 15 10. Verfahren nach einem der vorangehenden Ansprüche, dadurch gekennzeichnet, daß die Datenpunkte entsprechend der ermittelten Ähnlichkeitswerte klassifiziert werden.
 - 20 11. Verfahren nach einem der vorangehenden Ansprüche, dadurch gekennzeichnet, daß mehrere Referenzausschnitte, beispielsweise Bohrlokationen, mit den lokalen Ausschnitten verglichen werden und somit mehrere Ähnlichkeitswerte zu jedem Datenpunkt berechnet werden.
-

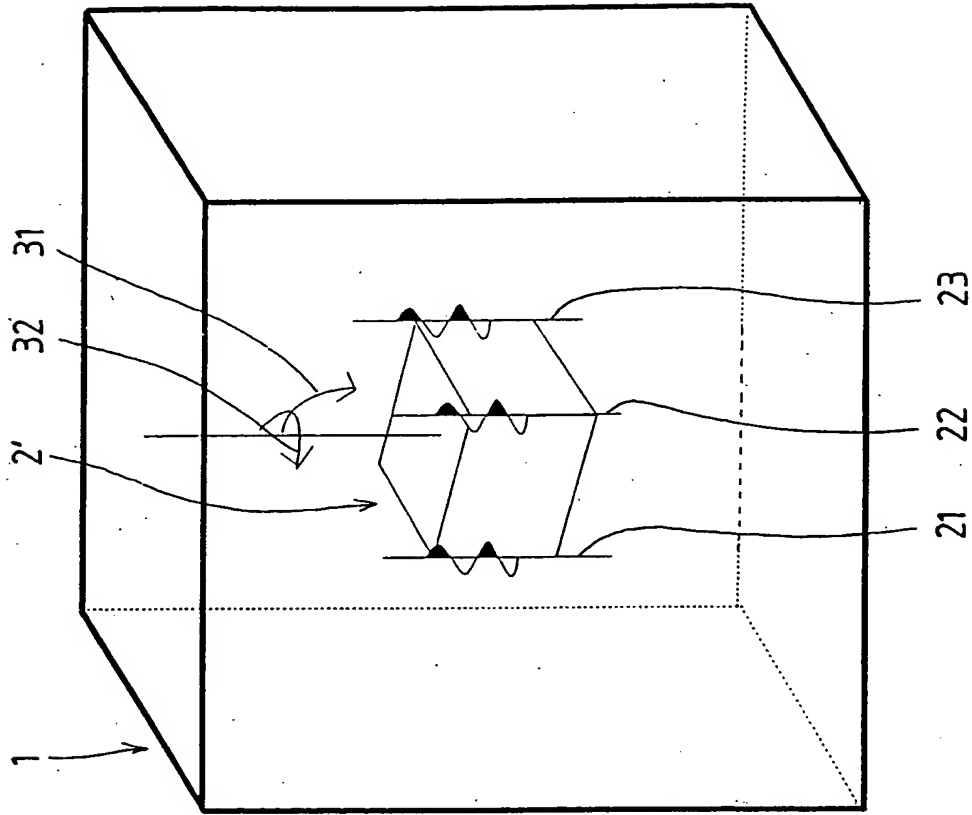


Fig. 2

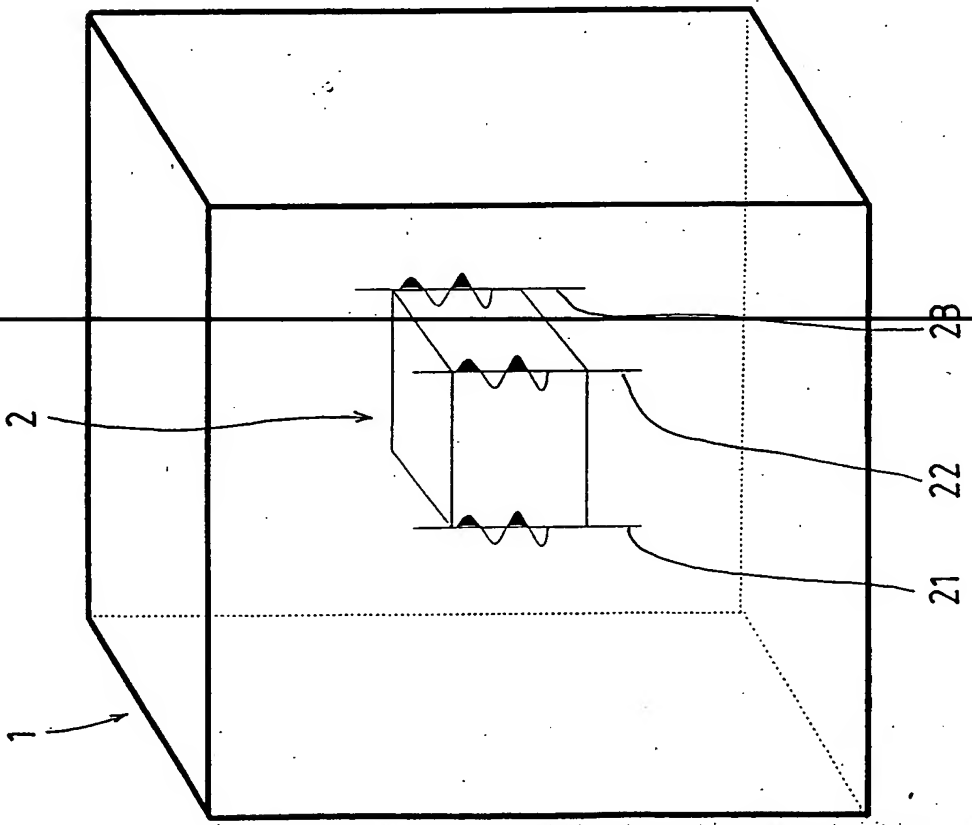


Fig. 1

24
19.07.99

2/3

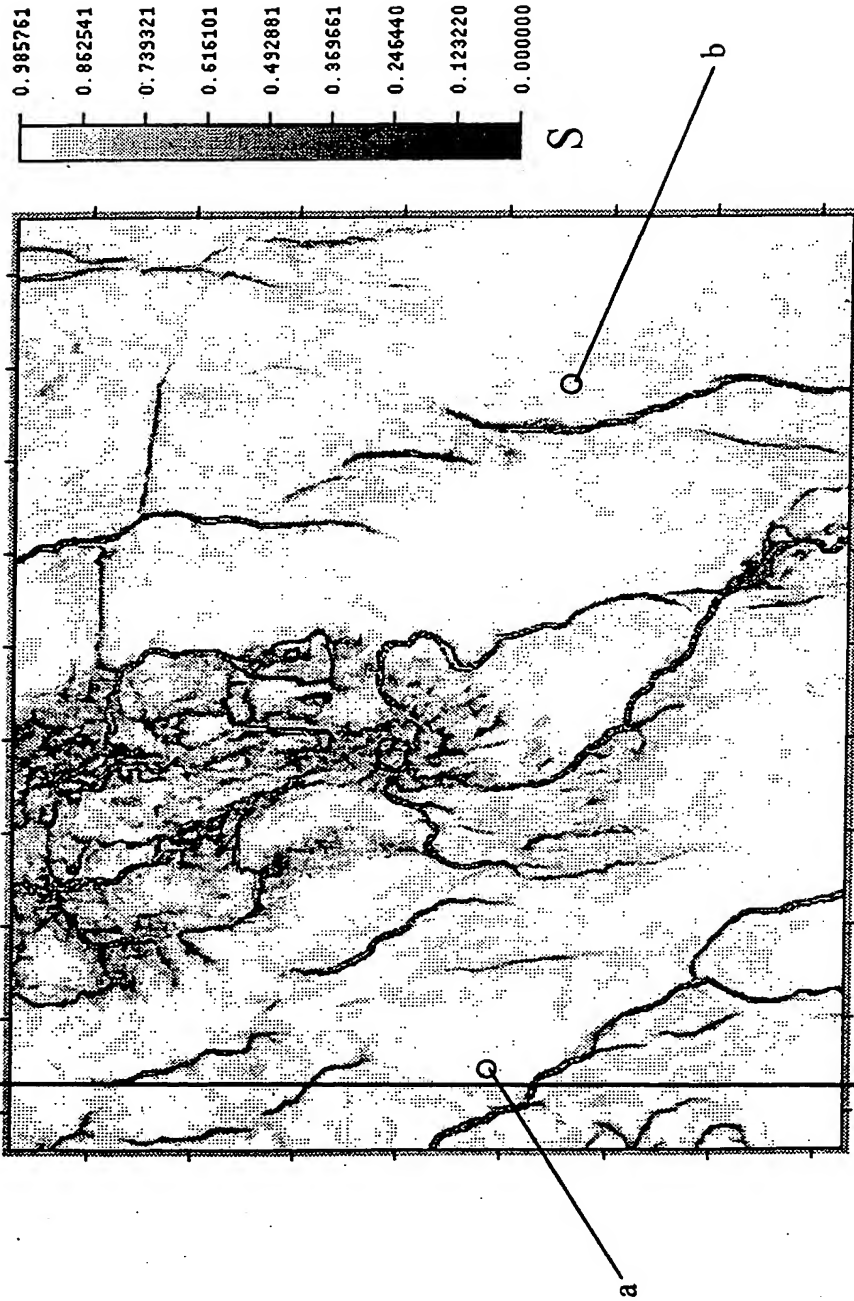


Fig. 3

15
19.07.99

3/3

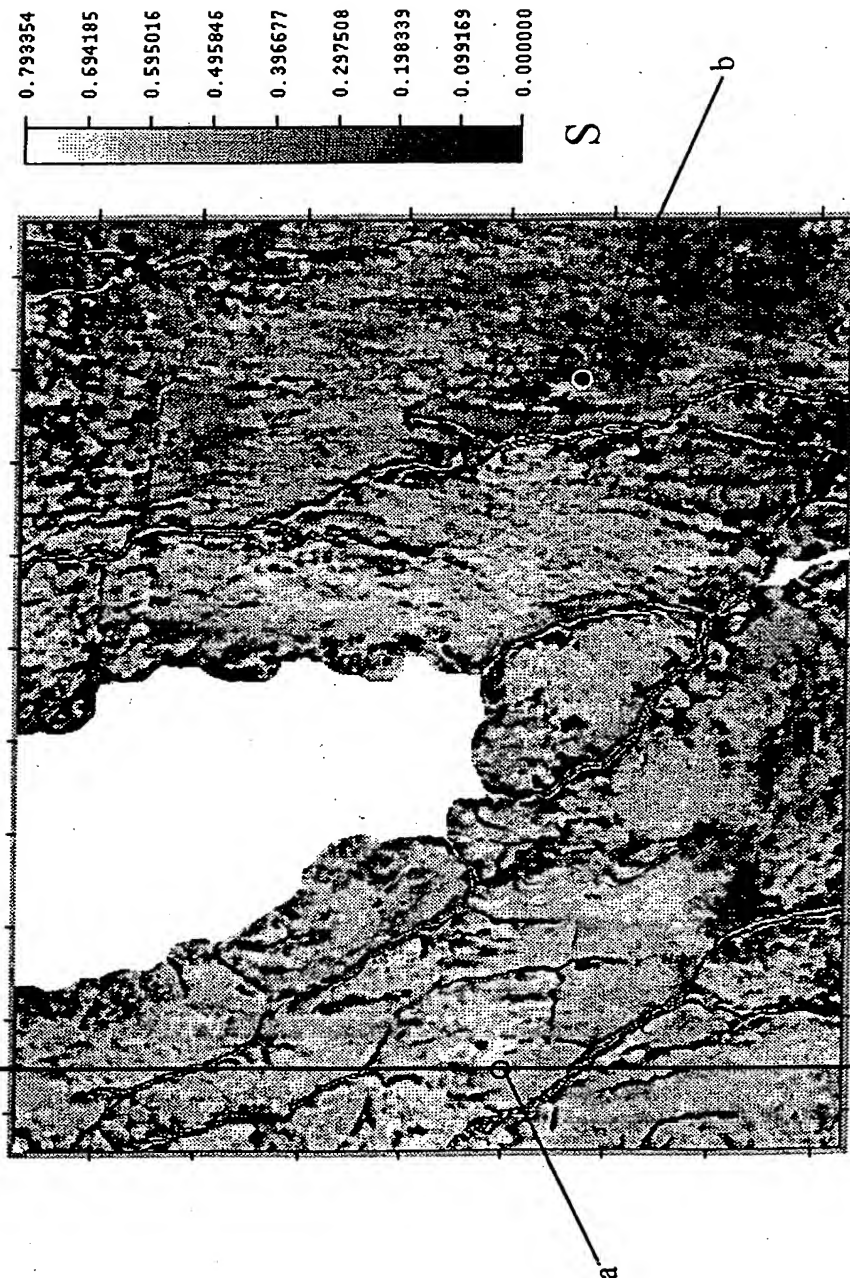


Fig. 4

THIS PAGE BLANK (USPTO)